VISIT…

LANZAROTE Caliente.COM

**МИНИСТЕРСТВО ОБЩЕГО И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)**

**Л.А. Федорович, А.П. Рыков**

# ВЫБОР ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Учебное пособие
по курсу
"ТЭС и АЭС"
для студентов, обучающихся по направлению
*"Теплоэнергетика"*

Под редакцией А.И. Абрамова

Москва Издательство МЭИ 1999

УДК
621.18
Ф 333
УДК 621.186.2 (075)

*Утверждено учебным управлением МЭИ
в качестве учебного пособия для студентов*

*Подготовлено на кафедре тепловых электрических станций*

Рецензенты:
д-р.техн. наук, проф. В.Б. Тупов
канд. техн. наук А.Н. Захаров

**Федорович.Л А., Рыков А.П.**
ВЫБОР ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС. Учебное пособие по курсу "ТЭС и АЭС"/Под ред. А.И. Абрамова. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 48 с.

ISBN 5-7046-0433-1

В пособии приводятся учебный и методический материалы по выбору паровых котлов, систем пылеприготовления, тягодутьевых машин и насосов электростанций, работающих на органическом топливе.

Учебное пособие предназначено студентам старших курсов специальностей 100100, 100500, 100600 в помощь при выполнении курсовых и дипломных.проектов, а также может быть использовано при обучении студентов второй ступени по направлению «Теплоэнергетика» и при выполнении выпускных работ.

ISBN 5-7046-0433-1 © Московский энергетический институт 1999

# 1. ВЫБОР ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Тип парового котла определяется, главным образом, выбранным типом турбины, а также видом топлива, суммарной мощностью и режимом работы ТЭС.

На блочных КЭС производительность котла $D_{пе}$, кг/с, выбирается [1] по максимальному расходу пара на турбину $D_{о}$ с учетом расхода на собственные нужды (0,02 $D_{о}$) и общего запаса по пару (0,03 $D_{о}$):

$$D_{пе} = 1{,}05\,D_{о}.$$

На ТЭЦ с поперечными связями производительность и число котлов выбирают по максимальному расходу пара на ТЭЦ, но таким образом, чтобы при выходе из работы одного котла не было снижения отпуска теплоты и пара. При этом электрическая нагрузка может быть снижена на мощность самого крупного агрегата ТЭЦ.

Параметры пара на выходе из котла выше, чем перед турбиной, на величину потерь давления и температуры в паропроводах:

$$p_{пе} = (1{,}04 - 1{,}06)\,p_{о};\;\; t_{пе} = (1{,}01 - 1{,}02)\,t_{о}.$$

Если давление пара не выше 17 МПа, то применяют барабанные котлы с естественной циркуляцией; при более высоком давлении устанавливают прямоточные котлы.

Характеристика основных типов котлов, применяемых в отечественной энергетике, приведена в табл. 1.1. Кроме основных сведений по котлам (вид топлива, параметры) в таблице приведены следующие данные:

- КПД котла $\eta_{ка}$ при работе на одном или двух видах топлива (показано в виде дроби);
- Аэродинамическое сопротивление газового $H_{г}$ и воздушного $H_{в}$ трактов;

Таблица 1.1

| Заводская маркировка котла | Топливо | Расход пара $D_{пе}$, т/ч | Давление $p$, МПа | | Температура $t$, °C | | | | Сопротивление $H$, кПа | | КПД брутто $\eta_{ка}$, % | Тип воздухоподогревателя | Высота котла $H_к$, м | Тип котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $p_о$ | $p_{пп}$ | $t_о$ | $t_{пп}$ | $t_{пв}$ | $t_{ух}$ | $H_г$ | $H_в$ | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| **ГАЗОМАЗУТНЫЕ КОТЛЫ** | | | | | | | | | | | | | | |
| ТГМП--1202 | Газ, мазут | 3950 | 25,0 | 3,68 | 545 | 542 | 270 | 142 | 4,64 | 6,06 | 93,8 | РВП | 62 | НД |
| ТГМП--204ХЛ | Мазут, газ | 2650 | --"-- | 3,48 | --"-- | --"-- | 277 | 149 | 4,76 | 5,38 | 93,3 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТГМП--806ХЛ | Природный газ, мазут | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 275 | 145 | 4,13 | 5,12 | 94,6 | --"-- | 59 | ГП |
| ТГП--805С3 | Газ | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"- | 4,23 | 5,22 | 94,6 | --"-- | 48 | --"-- |
| ТГМП--344СО | Газ, мазут | 1000 | --"-- | 3,97 | --"-- | --"-- | 270 | 148 | 3,90 | 4,40 | 92,0 | --"-- | 45 | --"-- |
| ТГМП--344А | Мазут, газ | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 138 | 3,00 | 4,50 | 93,8 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТГМП--344АСО | Природный газ, мазут | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 130 | 3,85 | 4,32 | 93,2 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТГМП--344АС | Мазут, газ | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"- | 3,13 | 4,25 | 94,8 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТГМЕ--206 | Газ, мазут | 670 | 13,8 | 2,50 | --"-- | 545 | 240 | 121 | 3,23 | 5,44 | 94,4 | --"-- | --"-- | НД |
| ТГМЕ--ДВСО | Мазут, газ | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 161 | 3,75 | 5,31 | 93,0 | | --"-- | ГП |
| ТГМЕ--206ХЛ | Газ, мазут | --"-- | --"-- | 2,40 | --"-- | --"-- | --"-- | 118 | 3,25 | 4,36 | 94,4 | --"-- | --"-- | НД |

Продолжение табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТГМЕ--206ВСО | Газ, мазут | 670 | 13,8 | 2,52 | 545 | 545 | 240 | 128 | 3,52 | 5,15 | 93,0 | РВП | 32 | ГП |
| ТГМЕ--205АСО | Газ, мазут, сырая нефть | --"-- | --"-- | 2,53 | --"-- | --"-- | 248 | 120<br>173 | 3,85 | 4,98 | 92,5<br>92,5 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТГМЕ--206БСО | Газ, газойль | --"-- | --"-- | 2,52 | --"-- | --"-- | 240 | 119 | 3,75 | 4,84 | 92,0 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТГМЕ--464 | Мазут, природный газ | 500 | --"-- | --"-- | 560 | --"-- | 230 | 151 | 3,20 | 4,37 | 93,5 | --"-- | --"-- | НД |
| ТГМЕ--468 | Природный газ, мазут | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 100 | 5,15 | 4,90 | 94,0 | --"-- | 23 | --"-- |
| БКЗ-420--140--НГМ--4 | Газ, мазут | 420 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 109<br>147 | 3,19 | 3,76 | 94,0<br>93,0 | --"-- | 30 | --"-- |
| БКЗ--320--140 ГМ8 и ГМ8с | --"-- | 320 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 117<br>152 | 2,47 | 3,78 | 94,0<br>93,0 | ТР | 37 | ГП |
| ПЫЛЕУГОЛЬНЫЕ КОТЛЫ | | | | | | | | | | | | | | |
| ТПП--804 | Кузнецкий СС и Г | 2650 | 25,0 | 3,48 | 545 | 542 | 275 | 132 | 4,06 | 4,27 | 92,4 | РВП | 87 | ГП |
| П--67 | Березовский бурый | --"-- | --"-- | 3,60 | --"-- | --"-- | --"-- | 140 | 2,06 | 2,79 | 91,0 | ТР | 106 | --"-- |
| П--57Р | Экибастузский каменный | 1650 | --"-- | 3,90 | --"-- | --"-- | 271 | 157 | 3,30 | 4,80 | 90,0 | --"-- | 62 | Р |
| П--75 | Югославский бурый | --"-- | --"-- | 3,90 | --"-- | --"-- | 272 | 171 | 5,55 | 4,75 | 88,0 | РВП | 101 | ГП |
| П--76 | Китайский каменный | --"-- | --"-- | 4,10 | --"-- | --"-- | 275 | 134 | 5,00 | 4,50 | 91,5 | --"-- | 85 | --"-- |
| П--78 | Китайский бурый | --"-- | --"-- | 3,80 | --"-- | 545 | 272 | 153 | 3,71 | 4,35 | 89,5 | --"-- | 102 | ГП |

Продолжение табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| П--64--3 | Ангренский бурый | 1000 | 25,0 | 3,70 | 545 | 542 | 270 | 175 | 4,48 | 4,11 | 88,8 | ТР | 66 | Р |
| П--65 | Югославские лигниты | 660 | 13,8 | 2,30 | --"-- | 545 | 247 | 170 | 2,51 | 2,41 | 85,0 | РВП | 68 | ГП |
| П--62 | Болгарские лигниты | 670 | --"-- | 2,60 | --"-- | --"-- | 242 | 173 | 2,59 | 2,74 | 83,5 | ТР | 54 | Р |
| ТПЕ--214А | Кузнецкий Г и Д | --"-- | --"-- | 2,70 | --"-- | --"-- | 248 | 131 | 2,74 | 4,17 | 92,0 | ТР+ РВП | 58 | ГП |
| ТПЕ--214 СЗХЛ | Промпродукт, Нерюнгринский | --"-- | --"-- | 2,80 | --"-- | --"-- | 244 | 144 | 2,98 | 4,64 | 91,5 | --"-- | 62 | --"-- |
| ТПГЕ--215 | Нерюнгринский каменный, природный газ | --"-- | --"-- | 2,70 | --"-- | --"-- | 250 | 145 | 2,65 | 3,95 | 91,0 | ТР | 52 | --"-- |
| ТПЕ--215СЗ | Тунгусский, нерюнгринский каменные | --"-- | --"-- | 2,74 | --"-- | --"-- | 240 | 144 | 2,84 | 3,62 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТПЕ--215--2 | Нерюнгринский каменный СС | --"-- | --"-- | 2,66 | --"-- | --"-- | 250 | 145 | 2,65 | 3,93 | 90,0 | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТПЕ--215--АС | Тощий | --"-- | --"-- | 2,66 | --"-- | --"-- | 242 | --"-- | 2,77 | 3,72 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТПЕ--215БС | Каменный | --"-- | --"-- | 2,40 | --"-- | --"-- | --"- | 148 | 2,97 | 3,47 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- |
| ТПЕ--216 | Харанорские бурые | --"-- | --"-- | 2,70 | --"-- | --"-- | 243 | 158 | 2,92 | 4,60 | --"-- | --"-- | 70 | ГП |

Окончание табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТПЕ--430 | Кузнецкий, Донецкий каменные | 500 | 13,8 | --"-- | 560 | --"-- | 230 | 140 | 3,94 | 3,77 | 90,0 | ТР+ РВП | 41 | Р |
| ТПЕ--427 | Березовские, Назаровские | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 154<br>177 | 3,20<br>7,50 | 2,77<br>9,5 | 90,0<br>89,0 | ТР | 35 | --"-- |
| ТПЕ--429 | Кузнецкий СС, Донецкий | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 152 | 3,51 | 5,60 | 91,0 | ТР+ РВП | 41 | --"-- |
| БКЗ--690--140 | Индийский каменный | 690 | --"-- | 2,50 | 540 | 540 | 248 | 137 | 1,82 | 3,43 | 91,4 | ТР | 62 | ГП |
| БКЗ--670--140--3 | Лучегорский бурый | 670 | --"-- | 2,50 | 545 | 545 | 245 | 151 | 2,08 | 2,90 | 89,0 | --"-- | --"-- | --"-- |
| БКЗ--500--140--1 | Березовский бурый | 500 | --"-- | --"-- | 560 | --"-- | 230 | 167 | 2,51 | 3,04 | 90,0 | --"-- | 48 | --"-- |
| БКЗ--420--140 ПТ--2 | Ирша-Бородинский, Назаровский | 420 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 210 | 147 | 1,17 | 0,75 | 91,0 | --"-- | 37 | --"-- |
| БКЗ--420--140--5 | Экибастузский бурый | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 230 | 132 | 1,76 | 0,83 | --"-- | --"-- | 38 | --"-- |
| БКЗ--420--140--7 | Райчихинский бурый | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 210 | 143 | 1,67 | 0,85 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- |
| БКЗ--320--140--6 | Каменный Д, Фрезерный торф | 320 | --"-- | --"-- | --"-- | --"-- | 230 | 142<br>165 | 2,19 | 0,98 | 91,0<br>87,0 | --"-- | --"-- | --"-- |

- Тип воздухоподогревателя: трубчатый (Т), регенеративный (Р) или комбинированный (Т+Р);
- Высота котла ($H_к$), равная расстоянию от нулевой отметки до оси барабана или верхнего коллектора испарительного тракта прямоточного котла;
- *Для пылеугольных котлов даны рекомендации по типу мельниц (см. раздел 2).*

Котлы производительностью 400 т/ч и выше выпускаются в газоплотном исполнении (ГП); газомазутные котлы указанной производительности работают под наддувом (НД) или под разрежением (Р); пылеугольные котлы -- только под разрежением.

Расход натурального топлива на котел $B_к$, кг/с, при номинальной нагрузке рассчитывается по формуле

$$B_к = Q_{пе} / Q^р_н \eta_{ка}, \qquad (1.1)$$

где $Q_{пе}$ -- тепловая производительность котла, МВт, определяемая при расчете тепловой схемы паротурбинной установки; $Q^р_н$ -- теплота сгорания топлива, МДж/кг; для основных видов топлива $Q^р_н$ дана в табл. 1.2 и 1.3.

Характеристики топлив, приведенные в таблицах, включают данные, необходимые при выборе тягодутьевых машин и системы пылеприготовления:

$V^о$, $V^о_г$ -- теоретические объемы воздуха, необходимого для горения и продуктов сгорания топлива, м$^3$/кг; $К_{ло}$ -- коэффициент размолоспособности твердого топлива; $V^г$ -- выход летучих газов, %.

Ископаемые угли классифицируются по *типу, марке, и классу:*

*Тип угля*: бурый -- Б1, Б2, Б3 (в зависимости от влажности); каменный; антрацит.

*Марка угля*: Д -- длиннопламенный; Г -- газовый; СС -- слабоспекающийся; Т -- тощий.

*Класс угля*: Р -- рядовой (размер куска 0--200 мм); Ш -- штыб (0--6 мм).

Таблица 1.2

| Тип, марка, класс топлива | Сернистость $S^{c}_{об}$, % | Влажность, $W^{р}$, % | Зольность $A^{р}$, % | Выход летучих $V^{г}$, % | Теплота сгорания $Q^{р}_{н}$, МДж/кг | Размолоспособность $K_{ло}$ | Теоретические объемы, $V$, м$^3$/кг $V_0$ | $V_0^г$ | Рекомендуемый тип мельницы |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| **УГОЛЬ** | | | | | | | | | |
| Ангренский Б2, Р | 2,5 | 34,5 | 13,1 | 33,5 | 13,44 | 2,1 | 3,81 | 4,47 | МВ |
| Бабаевский Б1, Р | 2,0 | 57,6 | 7,6 | 65,0 | 9,08 | 1,7 | 2,65 | 3,58 | МВ |
| Березовский Б2, Р | 1,0 | 33,0 | 4,7 | 48,0 | 15,65 | 1,3 | 4,26 | 5,01 | ММ, МВ |
| Бикинский Б1, Р | 0,8 | 44,5 | 22,1 | 56,0 | 7,83 | 1,0 | 2,64 | 3,35 | ММ |
| Донецкий Г, Р | 4,9 | 10,0 | 23,0 | 40,0 | 20,47 | 1,25 | 6,26 | 6,74 | ММ |
| --"--, Т, Р | 3,5 | 6,0 | 23,8 | 12,0 | 24,08 | 1,80 | 7,10 | 7,48 | ШБМ |
| --"--, А, Ш | 2,6 | 8,5 | 22,9 | 4,0 | 20,89 | 0,95 | 6,43 | 6,72 | ШБМ |
| Ирша-Бородинский Б2, Р | 0,4 | 33,0 | 6,0 | 47,0 | 14,95 | 1,2 | 4,24 | 4,98 | ММ |
| Кузнецкий 1СС, Р | 0,7 | 10,0 | 11,3 | 45,0 | 26,17 | 1,5 | 6,86 | 7,34 | МС |
| --"--, Т, Р | 0,7 | 7,0 | 16,2 | 13,0 | 25,12 | 1,4 | 6,87 | 7,28 | ШБМ |

Окончание табл. 1.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| --"--, Г, Р | 0,5 | 17,0 | 9,5 | 41,0 | 22,82 | 1,4 | 6,93 | 7,47 | ММ |
| --"--, D, Р | 0,5 | 18,0 | 13,2 | 45,0 | 19,05 | 1,3 | 6,49 | 7,07 | ММ |
| Назаровский Б2, Р | 0,8 | 39,0 | 7,3 | 48,0 | 13,02 | 1,1 | 3,62 | 4,39 | МВ,М |
| Нерюнгринский СС, Р | 0,3 | 9,5 | 12,7 | 20,2 | 24,53 | 2,0 | 7,02 | 7,47 | ММ, СМ |
| Подмосковный Б2, Р | 0,9 | 32,0 | 25,2 | 60,0 | 7,91 | 1,8 | 3,14 | 3,81 | МВ, ММ |
| Райчихинский Б2, Р | 0,6 | 47,0 | 7,9 | 50,0 | 9,50 | 1,3 | 3,75 | 4,49 | ММ |
| Харанорский Б1, Р | 0,6 | 40,5 | 8,6 | 44,0 | 11,97 | 1,15 | 3,48 | 4,24 | МВ |
| Челябинский Б3, Р | 2,4 | 18,5 | 29,5 | 46,0 | 12,77 | 1,32 | 3,78 | 4,30 | ММ, МВ |
| Черемховский D, Р | 1,6 | 13,0 | 27,0 | 47,0 | 17,88 | 1,3 | 5,21 | 5,70 | ММ, МВ |
| Экибастузский СС, Р | 1,2 | 7,0 | 38,1 | 24,2 | 18,88 | 1,35 | 4,55 | 4,95 | ММ, СМ |
| Экибастузский Б3, Р | 1,8 | 29,0 | 14,2 | 40,0 | 15,28 | 1,8 | 3,97 | 4,44 | МВ |
| **МАЗУТ** | | | | | | | | | |
| малосернистый | 0,5 | 1,5 | 0,13 | - | 41,62 | - | 10,62 | 11,48 | -- |
| сернистый | 2,0 | 1,5 | 0,13 | - | 41,22 | - | 10,45 | 11,28 | -- |
| высокосернистый | 3,5 | 1,5 | 0,13 | - | 40,78 | - | 10,20 | 10,99 | -- |

Таблица 1.

| Газопровод | Теплота сгорания МДж/м$^3$, $Q^c_н$ | Плотность кг/м$^3$, ρ | Теоретические объемы, м$^3$/кг | |
|---|---|---|---|---|
| | | | воздуха $V^o$ | газов, $V^o_г$ |
| ПРИРОДНЫЙ ГАЗ | | | | |
| Бухара--Урал | 36,17 | 0,752 | 9,54 | 10,72 |
| Игрим--Нижний Тагил | 36,47 | 0,741 | 9,68 | 10,86 |
| Карабулак--Грозный | 45,85 | 1,036 | 9,68 | 13,63 |
| Оренбург--Совхозное | 38,02 | 0,883 | 10,05 | 11,25 |
| Саратов--Москва | 34,16 | 0,879 | 8,99 | 10,20 |
| Средняя Азия--Центр | 37,56 | 0,776 | 9,91 | 11,11 |
| Ставрополь--Москва (1н) | 36,09 | 0,764 | 9,58 | 10,76 |
| Ставрополь--Москва (2н) | 36,55 | 0,772 | 9,68 | 10,86 |
| Ставрополь--Москва (3н) | 37,01 | 0,786 | 9,81 | 11,01 |
| Шебелинка--Брянск--Москва | 37,87 | 0,776 | 9,98 | 11,19 |
| Якутск--Усть-Вилюй | 34,37 | 0,764 | - | - |
| Смесь из Западной Сибири | 34,34 | 0,800 | - | - |
| ПОПУТНЫЙ ГАЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | | | | |
| Казань, Бугульма, Заинск | 40,61 | 1,046 | 10,61 | 12,05 |
| Туймазы--Уфа | 43,04 | 1,095 | 11,28 | 12,70 |
| Безенчук--Чапаевск | 46,98 | 1,196 | 12,46 | 13,98 |
| Ярино--Пермь | 46,89 | 1,196 | 12,33 | 13,86 |
| Куйбышев--Кулешовск | 41,74 | 1,052 | 10,99 | 12,37 |
| Небит-Даг, Кызыл--Кум | 38,10 | 0,778 | 10,11 | 11,32 |
| Карадаг ГВЗ | 37,26 | 0,751 | 9,89 | 11,08 |

## 2. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

Процесс пылеприготовления состоит из следующих операций: предварительное грубое дробление до кусков 150--200 мм, улавливание металла, отделение щепы, грохочение и тонкое дробление до кусков не более 25 мм, сушка и размол до необходимой тонины.

Качество угольной пыли характеризуется *тонкостью помола и влажностью*. Показателем тонкости помола считается остаток ( в % ), полученный после просеивания пыли на сите с ячейками размером 90х90 мкм и обозначаемый как $R_{90}$. Тонкость помола зависит от реакционной способности угля, характеризуемой выходом летучих фракций $V^{г}$, %; чем выше содержание летучих, тем грубее может быть помол и тем меньше затраты энергии на пылеприготовление

Влажность пыли $W^{п}$ влияет на производительность мельницы и экономичность сжигания. Недостаточное подсушивание приводит к забиванию пылепитателей и медленному возгоранию, излишнее -- может привести к самовозгоранию пыли и к взрыву. Влажность пыли $W^{п}$ нормируется в пределах 0,5 – 23 % в зависимости от свойств топлива.

Важной характеристикой угля является *размолоспособность*, обозначаемая лабораторным коэффициентом размолоспособности $K_{ло}$. Он определяется через отношение расхода энергии на помол эталонного топлива $Э_{эт}$, кВт·ч/т, к расходу энергии Э на помол данного топлива

$$K_{ло} = Э_{эт} / Э.$$

За эталонное топливо принимают антрацитовый штыб (АШ), для которого $K_{ло}$ =1. Практически $K_{ло}$ показывает, во сколько раз производительность мельницы при размоле данного угля отличается от производительности при размоле эталонного топлива.

Превращение кускового топлива (25 мм) в пылевидное осуществляется в мельницах и сочетается с сушкой. Для сильновлажных топлив начальную сушку проводят до мельницы в специальных сушилках, а окончательную -- в мельнице; сухие топлива подсушиваются только в мельнице. В качестве сушильного агента используется горячий воздух, продукты сгорания (топочные газы) или их смесь.

## 2.1. Выбор типа мельниц

Для размола угля применяются несколько типов мельниц: тихоходные шаровые барабанные (ШБМ) с частотой вращения 16--23 об/мин; быстроходные молотковые (ММ) -- частота вращения 590--980 об/мин; среднеходные валковые мельницы (СМ) -- от 40до 78 об/мин и мельницы-вентиляторы (МВ) -- 590--1470 об/мин.

*Шаровые барабанные мельницы* применяются для размола антрацитов и каменных углей с $K_{ло} \leq 1,1$ и малым выходом летучих, требующих тонкого помола ($R_{90}$ = 6--7%). При наличии в топливе колчеданной серы ( $S_k^р \geq 6\%$ ) применяют только ШБМ.

Размол топлива в мельнице производится стальными шарами диаметром 30--60 мм, которые поднимаются при вращении мельницы, падают и размалывают уголь, превращая его в пыль любой тонкости помола.

*Молотковые мельницы* применяют для бурых и каменных углей с относительно высоким выходом летучих ($V^г > 30$ %). Мельница состоит из стального корпуса и ротора с шарнирно укрепленными на нем билами. Уголь, попадая на быстровращающиеся била, размалывается и увлекается из корпуса потоком воздуха. По способу подвода сушильного агента молотковые мельницы имеют две модификации: тангенциальные (ММТ) и аксиальные (ММА). Мельницы, предназначенные для размола каменного угля, в обозначении

имеют букву К. Над мельницей устанавливается сепаратор пыли; для каменных углей применяются сепараторы центробежного типа; для бурых углей -- инерционные сепараторы. Молотковые мельницы и сепараторы к ним изготовляются плотными и допускают работу при разрежении и под наддувом (до 7--8 кПа). Удельный расход электроэнергии в зависимости от размольных свойств углей составляет 5--20 кВт·ч/т.

*Среднеходные валковые мельницы* применяют для размола каменных углей с $K_{ло}$ не менее 1,1, влажностью $W^{р}$ не более 16 % и зольностью $A^{р}$ не более 30 %. При большей влажности требуется предварительная подсушка топлива. Размол угля производится стальными валками при их качении по вращающемуся столу. Мельницы работают при разрежении и под наддувом (до 8 кПа). Удельный расход электроэнергии на размол -- около 9 кВт·ч/т.

*Мельницы--вентиляторы* применяются для мягких высоковлажных углей. Подсушка топлива выполняется двухступенчатой: до мельницы в специальном сушильном устройстве (шахте) и в самой мельнице. Размол угля происходит в результате ударного действия массивных лопастей крыльчатки, при вращении которой создается давление 1,0 -- 1,4 кПа, достаточное для преодоления сопротивления от мельницы до топки.

При выборе типа мельниц рекомендуется пользоваться табл. 1.2 и 2.1.

## 2.2. Выбор схемы пылеприготовления

Схема пылеприготовления определяется в основном типом применяемых мельниц. На современных котлах распространены преимущественно *индивидуальные замкнутые системы* пылеприготовления.

В индивидуальной схеме оборудование устанавливается непосредственно у котла; каждый котлоагрегат обслуживается своими мельницами и вспомогательными устройствами. При *замкнутой* системе пылеприготовле-

Таблица 2.1

| Тип мельницы | Топливо | Система пылеприготовления | Золоулавливание |
|---|---|---|---|
| ШБМ | Антрацит, полуантрацит | Замкнутая с бункером пыли | Мокрые ЗУ |
| | Продукты обогащения угля | --"-- | ЭФ |
| | Кузнецкий каменный СС | Замкнутая с прямым вдуванием | --"-- |
| | Тощий каменный | --"-- | Мокрые ЗУ |
| ММ | Берёзовский Б, Назаровский Б, Кузнецкий Г | Разомкнутая с промбункером и газовой сушкой | ЭФ |
| | Экибастузский каменный | Замкнутая с прямым вдуванием | Мокрые ЗУ |
| | Ирша--Бородинский Б | --"-- | Батарейные циклоны |
| | Райчихинский Б | --"-- | Мокрые ЗУ |
| | Кузнецкий каменный Г и Д | --"-- | ЭФ |
| СМ | Экибастузский каменный | Замкнутая с прямым вдуванием, воздушной сушкой | скрубберы + ЭФ |
| | Кузнецкий каменный | --"-- | Батарейные ЗУ |
| | Китайский, Тунгусский каменные | --"-- | ЭФ |
| МВ | Берёзовский Б | Замкнутая с прямым вдуванием, газовоздушной сушкой | --"-- |
| | Ангренский Б, Югославский Б | --"-- | --"-- |
| | Харанорский Б | Замкнутая с прямым вдуванием, воздушной сушкой | --"-- |
| | Лигниты югославские | --"-- | --"-- |

ния отработавший после сушки топлива воздух вместе с угольной пылью и выделившимися водяными парами сбрасываются в топку. Для сильно влажных бурых углей могут применяться *разомкнутые* схемы, в которых отработавший сушильный агент выбрасывается в атмосферу.

Индивидуальные схемы пылеприготовления подразделяются в зависимости от способа подачи пыли в горелки на систему с *промежуточным бункером* и системы с *прямым вдуванием*. В первом случае угольная пыль подается в горелки из бункера, расположенного между мельницей и топкой, во втором пыль из мельницы направляется сразу в топку. Системы с бункером пыли применяются преимущественно при установке ШБМ, а с прямым вдуванием -- с мельницами типа ММ, СМ и МВ.

На рис.2.1 приведена схема пылеприготовления с бункерами пыли и ШБМ. Схема является индивидуальной, замкнутой; для подсушки топлива используется воздух после воздухоподогревателя. Из бункера сырого угля *1* топливо поступает в мельницу *2*, откуда угольная пыль выносится потоком воздуха в сепаратор *3*. В сепараторе происходит отделение крупных фракций угля; недомолотые частицы возвращаются в мельницу, а готовая пыль поступает в циклон *4*. Здесь до 90 % пыли отделяется от воздуха и осаждается. Из циклона пыль направляется в бункер *5*, откуда питателями пыли она подается в горелки котла. Слабо запыленный воздух из циклона отсасывается мельничным вентилятором *8* и поступает в трубопровод подачи воздуха к горелкам.

Используя бункеры пыли как промежуточную емкость, можно загружать мельницу полностью, независимо от нагрузки котла. Это особенно важно для ШБМ, поскольку расход энергии на холостой ход этих машин составляет 90—100 %.

Схема пылеприготовления с прямым вдуванием при установке молотковой мельницы приведена на рис. 2.2. Размолотое в мельнице топливо попадает в шахту, которая является гравитационным сепаратором; тонкая пыль

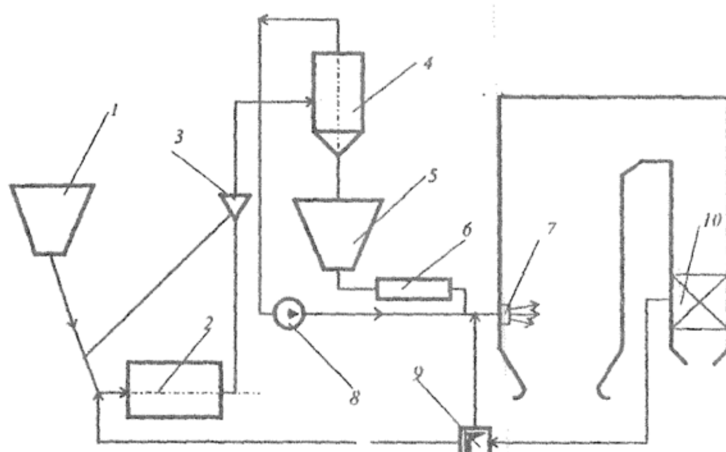



Рис. 2.1. Замкнутая система пылеприготовления с бункером пыли

*1* - бункер сырого угля; *2* - мельница (ШБМ); *3* - сепаратор пыли; *4* - циклон; *5* - бункер пыли; *6* - питатель пыли; *7* - горелки; *8* - мельничный вентилятор; *9* - короб горячего воздуха; *10* - воздухоподогреватель

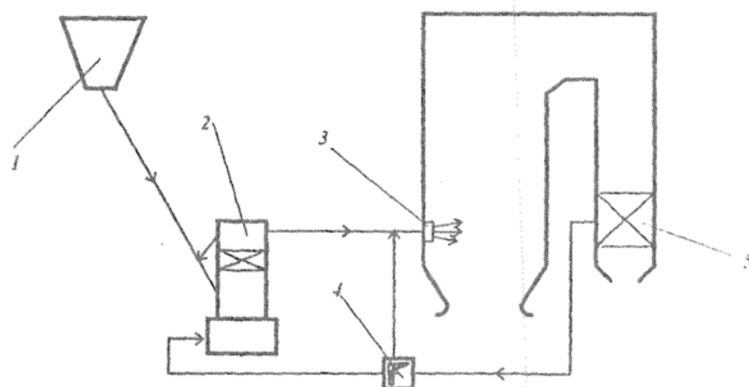



Рис. 2.2. Замкнутая индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием пыли

*1* - бункер сырого угля; *2* - молотковая мельница (ММ); *3* - горелки; *4* - короб горячего воздуха; *5* - воздухоподогреватель

через горелку 3 выбрасывается в топку потоком воздуха, а крупные частицы угля возвращаются в мельницу. Если требуется более высокая степень помола, то кроме гравитационного устанавливаются сепараторы центробежного типа. В схеме отсутствует пылевой бункер, что упрощает и удешевляет установку, но требует повышенного запаса по производительности. (Если бункер пыли устанавливается, то это требует дополнительных обоснований). В целом пылесистемы в прямым вдуванием имеют сравнительно небольшой расход энергии на размол; применяемые в этих схемах мельницы характеризуются относительно малыми расходами на холостой ход, поэтому перерасход электроэнергии при недогрузках мельниц небольшой.

### 2.3. Выбор числа и производительности мельниц

Число мельниц, устанавливаемых на котле, зависит от его производительности и от типа мельниц. Для систем с ШБМ на котлах производительностью 400 т/ч и более устанавливаются не менее двух мельниц; при меньшей производительности котла -- одна. Во всех случаях осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность ШБМ выбирается из условия обеспечения 110 % нагрузки котла (коэффициент запаса $\beta_з = 1,1$).

В схемах прямого вдувания без пылевого бункера число мельниц должно быть не менее трех для котлов производительностью 400 т/ч и более; для котлов меньшей производительности -- не менее двух. В схемах предусматривается постоянная работа всех мельниц за исключением времени ремонта и снижения нагрузки котла. При останове одной из двух мельниц другая должна обеспечить 70 % номинальной нагрузки котла. При трех мельницах оставшиеся должны обеспечить 80 % нагрузки, при четырех -- 90 %, при пяти и более – 100 %.

В системе с промежуточным *бункером* и мельницами типа ММ, СМ и МВ коэффициенты запаса по производительности $k_з$ выбираются в зависимости от числа мельниц $Z$:

$k_з = 1{,}35$ при $Z = 2$; $k_з = 1{,}2$ при $Z = 3$; $k_з = 1{,}1$ при $Z = 4$ и более.

Расчетная производительность одной мельницы $B_р$ (т/ч) определяется по известному расходу топлива на котел $B_к$ (т/ч) и принятому (предварительно) числу мельниц Z с учетом коэффициента запаса:

$$B_р = k_з B_к / Z.$$

Далее по справочнику [5,6] определяют типоразмер и производительность мельницы $B^х$, отнесенную к «характерному» виду топлива. Ниже приведены «характерные» виды топлива для разных типов мельниц:

| | | |
|---|---|---|
| ЩБМ | -- Антрацитовый штыб | ($K_{ло} = 0{,}95$; $R_{90} = 7$ %); |
| ММ | -- Подмосковный бурый | ($K_{ло} = 1{,}7$; $W^р = 33$ %; $R_{90} = 55$ %); |
| ММ | -- Экибастузский каменный | ($K_{ло} = 1{,}35$; $R_{90} = 15$ %); |
| СМ | -- Каменный уголь | ($K_{ло} = 1{,}5$; $R_{90} = 12$ %); |
| МВ | -- Бабаевский бурый | ($K_{ло} = 1{,}7$; $W^р = 55{,}5$%; $R_{90} = 55$%); |
| МВ | -- Берёзовский бурый | ($K_{ло} = 1{,}3$; $W^р = 38$ %; $R_{90} = 60$%). |

Производительность выбранной мельницы при заданном виде топлива пересчитывается с «характерного» вида с учетом ряда поправок, из которых наиболее существенной является поправка, учитывающая отличие коэффициента размолоспособности $K_{ло}$ от «характерного» $K^х_{ло}$.

Пересчет производительности производится по формуле

$$B = B^х K_{ло} / K^х_{ло}.$$

Может получиться, что пересчитанная производительность мельницы $B$ будет значительно отличаться от расчетной $B_{р}$. В таком случае следует изменить, если возможно, число мельниц $Z$ в ту или иную сторону. Другие поправки (на влажность сырого угля и пыли, зерновой состав топлива) оказывают меньшее влияние на пересчет производительности мельницы и поэтому могут не учитываться в учебных расчетах.

# 3. ВЫБОР ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН

В зависимости от вида топлива и типа топки на котлах устанавливаются газодувные машины различного назначения. Для подачи воздуха в топку и создания тяги служат дутьевые вентиляторы и дымососы; для регулирования температуры перегретого пара и снижения окислов азота -- дымососы рециркуляции. Транспорт пыли к горелкам и вентиляцию системы пылеприготовления обеспечивают мельничные вентиляторы и вентиляторы горячего дутья.

Наиболее мощными агрегатами котельной установки являются вентиляторы и дымососы. Ниже рассматривается выбор только этих машин для котлов различных типов. В настоящее время большинство котельных агрегатов выполняется в *газоплотном* исполнении, при котором присосы и утечки в газоходах котла практически исключаются. Газоплотные котлы могут работать *при уравновешенной тяге* (с небольшим разрежением в топке) на любом виде топлива и под *наддувом* на газе и мазуте. В котлах под наддувом устанавливаются только дутьевые вентиляторы (воздуходувки), создающие избыточное давление вплоть до устья дымовой трубы, и дымососы в этом случае не требуются.

Большинство котлов, установленных в предшествующие годы, и некоторые новые котлы имеют негазоплотное исполнение и работают при разрежении. Присосы воздуха по тракту котла оказывают большое влияние на работу тягодутьевых устройств, увеличивая объем перекачиваемых газов на 30-40% выше теоретических значений. Это приводит не только к перерасходу энергии на собственные нужды, но и снижает экономичность работы котла в целом.

На рис. 3.1 приведена схема газовоздушного тракта негазоплотного котла, работающего под разрежением, с обозначением присосов воздуха $\Delta\alpha$. Присосы воздуха, утечки газов и коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_т$

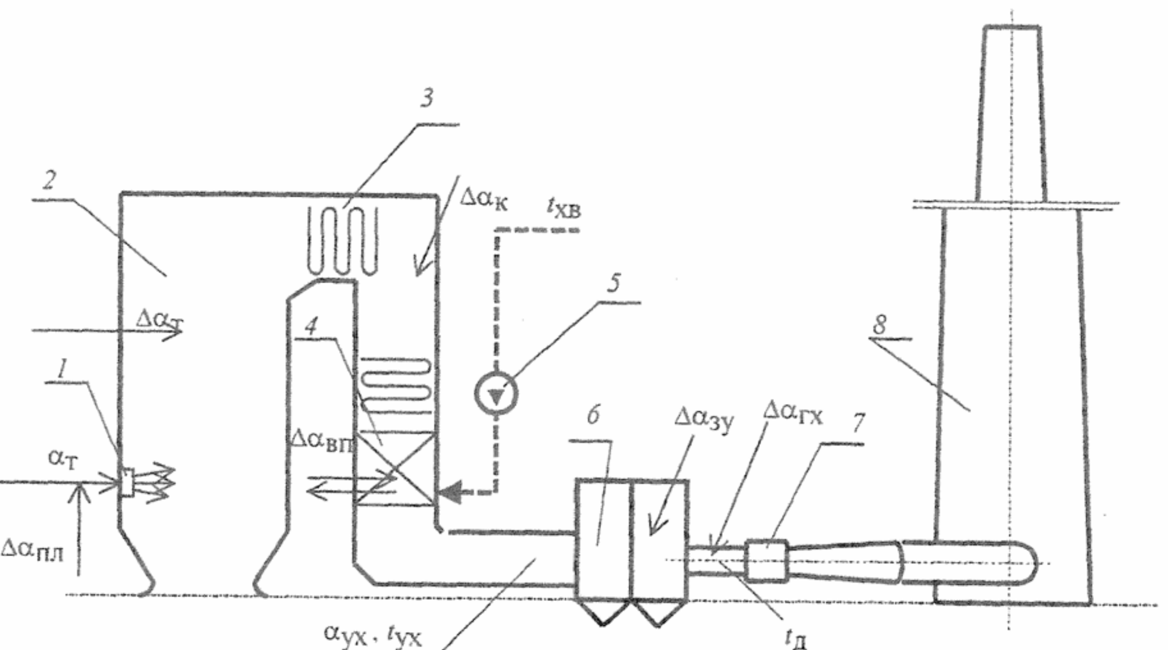



Рис. 3.1. Схема газовоздушного тракта котла

*1* - горелка; *2* - топочная камера; *3* - конвективная часть котла; *4* - воздухоподогреватель; *5* - дутьевой вентилятор; *6* - золоуловители; *7* - дымосос; *8* - дымовая труба

выражены в долях от объема воздуха $V^{o}$, м$^3$/кг, теоретически необходимо для горения 1 кг или 1 м$^3$ топлива.

Коэффициент $\alpha_т$ зависит от вида топлива и режима горения. Для газа и мазута (с содержанием серы более 1%) рекомендуется режим сжигания с малыми избытками воздуха ($\alpha_т$ =1,02--1,03), либо с пониженными значениями ($\alpha_т$ = 1,05); для угля $\alpha_т$ = 1,2--1,25.

При движении продуктов сгорания по тракту котла возможны следующие присосы воздуха ( табл. 3.1): $\Delta\alpha_т$ -- присосы в топке (для современных котлов величина $\Delta\alpha_т$ не превышает 0,05); $\Delta\alpha_{кп}$ -- суммарные присосы воздуха в конвективных газоходах первичного и вторичного пароперегревателя, переходной зоны, водяного экономайзера; в сумме присосы $\Delta\alpha_{кп}$ составляют 0,08--0,12; $\Delta\alpha_{вп}$ -- присосы воздуха и протечки газов в воздухоподогревателе (принимаются равными по газовой и воздушной стороне); в зависимости от типа воздухоподогревателя $\Delta\alpha_{вп}$ = 0,03--0,20; $\Delta\alpha_{зу}$ -- присосы в золоуловителях различных типов (в электрофильтрах $\Delta\alpha_{зу}$ = 0,10; для всех остальных типов золоуловителей -- 0,05); при комбинированных типах золоулавливающих устройств утечки суммируются. $\Delta\alpha_{гх}$ -- присосы в газоходах за пределами котла на участке между воздухоподогревателем и дымососом: если длина газоходов не более 10 м, присосы в них можно не учитывать, в противном случае длину газоходов следует оценить по чертежам компоновки или принять по аналогии с подобными котлами; $\Delta\alpha_{пл.у}$ -- присосы в системе пылеприготовления. В мельницах, работающих под давлением, и в разомкнутых схемах с выбросом сушильного агента в воздух присосы не учитываются.

Газоплотные котлы не имеют присосов воздуха по тракту котла, т.е. $\Delta\alpha_т$ = 0 и $\Delta\alpha_{кп}$= 0. При работе таких котлов под разрежением остаются при-

Таблица 3.1

| Элементы котельной установки | | Присосы | |
|---|---|---|---|
| | | Обозначение | Величина |
| Топочная камера | Топочные камеры для газа и мазута, для угля при жидком шлакоудалении, а также при гидравлическом уплотнении шахты | $\Delta\alpha_т$ | 0,05 |
| Газоходы | Пароперегреватели в горизонтальном газоходе | $\Delta\alpha_{кп}$ | 0,03 |
| | Пароперегреватели в опускной конвективной шахте | | 0,03 |
| | Переходная зона | | 0,03 |
| | Водяной экономайзер (на каждую ступень) | | 0,02 |
| Воздухоподогреватели | Трубчатые воздухоподогреватели (на каждую ступень) | $\Delta\alpha_{вп}$ | 0.03 |
| | Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель | | 0,20 |
| Золоуловители | Электрофильтры | $\Delta\alpha_{зу}$ | 0,10 |
| | Циклонные золоуловители, скрубберы | | 0,05 |
| Газоходы (на 10 пог. м) | Газоходы стальные | $\Delta\alpha_{гх}$ | 0,01 |
| Системы пылеприготовления | ШБМ с промбункером при сушке воздухом | $\Delta\alpha_{пл.у}$ | 0,10 |
| | ШБМ с прямым вдуванием | | 0,04 |
| | ММ и СМ при работе под разрежением | | 0,04 |
| | ММ и СМ при работе под давлением | | 0 |
| | МВ с подсушивающей трубой | | 0,25 |

сосы в системе пылеприготовления $\Delta\alpha_{пл.у}$, в воздухоподогревателе $\Delta\alpha_{вп}$, в золоуловителе $\Delta\alpha_{зу}$ и в газоходах за пределами котла $\Delta\alpha_{гх}$.

В котлах, работающих под наддувом, имеются только присосы и протечки в воздухоподогревателе $\Delta\alpha_{вп}$.

При выборе типоразмера (марки) вентилятора или дымососа требуются следующие данные:

- объемный расход воздуха (газа) $V$, $м^3/с$, в месте установки машины;
- полный перепад давлений $H$, кПа, создаваемый машиной;
- температура, плотность перемещаемой среды.

Эти данные определяются при проектировании по результатам теплового и аэродинамического расчетов котла [3,4]. При отсутствии данных используются сведения и рекомендации, полученные для аналогичных установок.

Дутьевые вентиляторы и дымососы выбираются на номинальную производительность котла, но большую часть времени работают на пониженных нагрузках. Это обусловлено нормативными запасами по производительности и напору, регламентируемыми для тягодутьевых машин, а также колебаниями нагрузки электростанции.

Регулирование нагрузки вентиляторов и дымососов производится направляющими аппаратами, установленными на входе потока в машину в сочетании с двухскоростными электродвигателями.

*Число дутьевых вентиляторов и дымососов* выбирается *одинаковым* и зависит от производительности котла. Для котлов на 500 т/ч пара и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливаются по одному вентилятору и дымососу (без резерва). Установка двух машин допускается только при соответствующем обосновании. Для котлов производительностью более 500 т/ч устанавливают по два дутьевых вентилятора и дымососа на 50 % произво-

дительности каждый. Котлы, сжигающие АШ и тощие угли, в случае работы одного вентилятора или дымососа должны обеспечить нагрузку не менее 70 % номинальной. Это условие обязательно проверяется после выбора типоразмера машины.

*Расчетный расход* топлива $B_{р}$, кг/с, по которому выбираются дутьевые вентиляторы и дымососы, определяется с учетом физической неполноты сгорания твердого топлива, %,

$$B_{р} = B_{к}\left(\frac{100-q4}{100}\right)$$

где $B_{к}$, кг/с -- расход топлива на котел при номинальной нагрузке.

Величина $q_4$приведена в [3] и составляет для АШ и полуантрацита 4 -- 6 %, для тощих и каменных углей – 1--2 %, для бурых углей 0,5 -- 1 %. Большие значения соответствуют топкам с сухим шлакоудалением, меньшие -- с жидким. Для газа и мазута $q_4 = 0$.

## 3.1. Выбор дутьевых вентиляторов

Дутьевый вентилятор подает холодный воздух в воздухоподогреватель, забирая его из верхней части котельной или с улицы. Температура холодного воздуха $t_{хв}$ (если не оговариваются особые условия) принимается равной 30 $^{о}$С.

*Производительность вентилятора* $V_{дв}$, м$^3$/с, определяется расходом воздуха, необходимым для горения топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке $\alpha_т$ и присосов по тракту котла

$$V_{дв} = B_p V^0(\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{пл.у} + \Delta\alpha_{вп})\frac{t_{хв}+273}{273}\ , \qquad (3.1)$$

где $V^0$, м$^3$/кг или м$^3$/м$^3$ -- теоретический объем воздуха, необходимый для горения 1 кг угля, мазута или 1 м$^3$ газообразного топлива. Значение $V^0$ приведено в таблицах 1.2 и 1.3.

Присосы воздуха в топке $\Delta\alpha_т$ и в системе пылеприготовления $\Delta\alpha_{пл.у}$ снижают расчетный расход воздуха, а утечки воздуха в воздухоподогревателе $\Delta\alpha_{вп}$ -- увеличивают. При работе на газе и мазуте $\Delta\alpha_{пл.у} = 0$; у газоплотных котлов $\Delta\alpha_т = 0$.

Для котлов, работающих под наддувом,

$$V_{дв} = B_p V^0(\alpha_m + \alpha_{вп}) \frac{t_{хв}+273}{273} \, . \qquad (3.2)$$

*Расчетная производительность* вентилятора $V^p_{дв}$ принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1{,}1$. Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление $p_{бар}$ (мм рт. ст.) местности, где устанавливается вентилятор. При заданном числе вентиляторов $Z$ расчетная производительность одной машины равна

$$V^p_{дв} = \frac{\beta_1 V_{дв}}{Z} \cdot \frac{760}{p_{бар}} \, . \qquad (3.3)$$

Если высота местности над уровнем моря не превышает 100--200 м (для Москвы высшая точка составляет 200 м), то принимают $p_{бар} = 760$ мм рт. ст.

*Напор дутьевого вентилятора* $H_{дв}$, кПа, зависит от сопротивления воздушного тракта, включающего всасывающие и нагнетательные короба, воздухоподогреватель, горелочные устройства. Суммарное сопротивление тракта определяется аэродинамическим расчетом и приведено для некоторых

котлов в табл. 1.1. Для котлов, не имеющих данных заводских расчетов, приходится задаваться сопротивлением тракта и напором вентилятора. Принятое значение напора должно быть согласовано с руководителем проекта.

Напор дутьевых вентиляторов зависит от размера котла и составляет 4--5 кПа. При установке мельниц, работающих под избыточным давлением воздуха, напор увеличивается до 5--8 кПа. Дутьевые вентиляторы (воздуходувки) котлов под наддувом развивают напор 10--15 кПа.

*Расчетное значение* напора $H_{дв}^{р}$, кПа, принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1{,}15$.

По найденным расчетным значениям производительности и напора $V_{дв}^{р}$ и $H_{дв}^{р}$ определяют по справочным данным [5,6] типоразмер дутьевого вентилятора. Взятый из справочника вентилятор характеризуется значениями $V_{max}$, $H_{max}$ и КПД $\eta_{max}$, превышающими расчетные значения. Проверяют, обеспечивает ли один вентилятор (при работе котла на АШ и тощих углях нагрузку в 70 % от номинальной. Проверяют также, соблюдается ли требование Норм [1], по которому при работе с расчетной производительностью $V_{дв}^{р}$ снижение КПД будет не более 10 % от максимального значения $\eta_{max}$, т.е.

$$\eta^{р} = 0{,}9\,\eta_{max}.$$

Принимаем, что при переменной нагрузке КПД машины изменяется пропорционально кубу отношения производительностей

$$\eta = \eta_{max}\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^3.$$

*Мощность* на валу дутьевого вентилятора $N_e$ (эффективная мощность) определяется по формуле

$$N_e = \frac{V_{дв}^{р} H_{дв}^{р}}{\eta^{р}}. \qquad (3.4)$$

Мощность *привода* берется с коэффициентом запаса $\beta_3 = 1{,}05$, необходимым для преодоления инерции при пуске вентилятора (особенно значительной для вентиляторов радиальных). Дутьевые вентиляторы имеют привод от электродвигателей, воздуходувки -- от электродвигателей или турбины.

Учитывая, что в справочниках до настоящего времени применяются и старые единицы измерения, следует осуществить перевод единиц, пользуясь соотношениями:

1 м$^3$/с = 3.6 тыс.м$^3$/ч; 1 кПа = 100 мм вод. ст. = 100 кгс/м$^2$.

## 3.2. Выбор дымососов

Объем газов, перекачиваемый дымососом, больше объема воздуха за счет более высокой температуры среды и больших присосов воздуха по газовому тракту.

Производительность дымососа определяется объемными расходами газов, уходящих из котла (после воздухоподогревателя) $V_г^{ух}$ и воздуха, присасываемого в тракт после котла в золоуловителях и газоходах, $V_{прис}$.

С учетом температуры газов перед дымососом $t_д$, объемная производительность машины

$$V_{дс} = B_p(V_г^{ух} + V_{прис})\frac{t_д + 273}{273}, \text{ м}^3/\text{с}. \qquad (3.5)$$

Объем уходящих газов $V_г^{ух}$ равен сумме теоретического объема газов, образующихся при горении топлива $V_г^0$, и объема присосов воздуха по тракту котла

$$V_г^{ух} = V_г^0 + 1{,}0161(\alpha_{ух} - 1)V^0\ , \qquad (3.6)$$

где $\alpha_{ух}$ -- коэффициент избытка воздуха в уходящих газах

$$\alpha_{ух} = \alpha_{т} + \Delta\alpha_{кп} + \Delta\alpha_{вп} . \qquad (3.7)$$

Коэффициент 1,0161 учитывает объем водяных паров, содержащихся в присасываемом воздухе; $V_г^0$ и $V^0$-- теоретические объемы газов и воздуха, соответственно, (см. табл. 2.1, 2.2).

Объем присосов за пределами котла

$$V_{прис} = (\Delta\alpha_{зу} + \Delta\alpha_{гх})V^0 . \qquad (3.8)$$

Температура газов перед дымососом $t_д$ может быть принята равной температуре уходящих газов $t_{ух}$ при отсутствии золоуловителя и при коротких газоходах ($t_{ух}$ см. в табл. 1.1).

Если величина суммарных присосов $(\Delta\alpha_{зу} + \Delta\alpha_{гх}) \geq 0,1$ , то температура газов перед дымососом определяется по формуле смешения

$$t_д = \frac{V_г^{ух} \cdot t_{ух} + V_{прис} \cdot t_в}{V_г^{ух} + V_{прис}} . \qquad (3.9)$$

Температура холодного присасываемого воздуха $t_в$ принимается равной 30 °С. При установке золоуловителей мокрого типа учитывается снижение температуры газов на 30--40 °С.

В *газоплотных* котлах уменьшается объем уходящих газов $\Delta\alpha_{кп}$:

$$\alpha_{ух} = \alpha_т + \alpha_{вп}; \qquad (3.10)$$

присосы воздуха за котлом остаются такими же, как для котлов под разрежением при негазоплотном исполнении.

*Расчетная производительность* дымососа $V_{дс}^р$ принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1,1$, таким же, как и для дутьевого вентилятора; так же вводится поправка на барометрическое давление местности $p_{бар}$.

*Напор дымососа* $H_{дс}$, кПа, при уравновешенной тяге должен обеспечить преодоление суммарных сопротивлений трения и местных сопротивле-

ний всех газоходов от котла до дымососа, а также сопротивления от дымососа до трубы и самой трубы. Эти суммарные сопротивления должны быть увеличены на значение разрежения в верхней части топки (2 мм вод. ст.). Значения сопротивлений газового тракта котлов приведены в табл. 1.1. Напор дымососов обычно составляет 3,5--4,0 кПа. *Расчетный* напор дымососа $H^{р}_{дс}$ берется с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1{,}2$. Далее поступают аналогично выбору дутьевого вентилятора.

Для предварительной оценки порядка величин расхода воздуха и газов можно использовать известные соотношения [7] для *приведенных расходов* (расходов воздуха и газов, отнесенных к теплопроизводительности котла), табл. 3.2.

Таблица 3.2

| Топливо | $V_в/Q_{пе}$, м$^3$/МДж | $t_д$, °С | $V_г/Q_{пе}$, м$^3$/МДж |
|---|---|---|---|
| АШ, тощий уголь | 0,384 | 125/85 | 0,647/0,617 |
| Каменный уголь | 0,359 | 125/85 | 0,636/0,550 |
| Бурый уголь $W^{п} = 1{,}2$ | 0,390 | 130/90 | 0,700/0,624 |
| Бурый уголь $W^{п} = 3{,}1$ | 0,425 | 145/105 | 0,836/0,746 |
| Бурый уголь $W^{п} = 7{,}2$ | 0,497 | 165/125 | 1,16/1,04 |
| Мазут | 0,366 | 120 | 0,595 |
| Природный газ | 0,366 | 120 | 0,614 |

Примечание. В знаменателе указаны цифры при установке мокрых золоуловителей. Приведенная влажность $W^{п} = \frac{W^{р}}{Q^{р}_{н}}$ $\left(\frac{кг\cdot\%}{МДж}\right)$.

# 4. ВЫБОР НАСОСОВ

Насосы тепловых электростанций, как и другие типы машин, служащие для перемещения среды и сообщения ей энергии, характеризуются следующими параметрами:
объемной производительностью (подачей) $Q$, м$^3$/с; давлением на стороне нагнетания $p_н$, Па; плотностью перемещаемой среды r, кг/м3.

В расчетах тепловой схемы ТЭС расход воды определяется как *массовый* $D$, кг/с. Между объемным и массовым расходами выполняется соотношение

$$Q = D / \rho = D\upsilon.$$

*Напор насоса* $\Delta p$, Па, определяется как разность давлений на стороне нагнетания $p_Н$ и на стороне всасывания $p_В$

$$\Delta p = p_Н - p_В ,.$$

Мощность, потребляемая насосом, $N_Н$, Вт,

$$N_н = \frac{Q(P_н - P_в)}{\eta_н} = \frac{D(P_н - P_в)\upsilon_{cp}}{\eta_н}, \qquad (4.1)$$

где $\upsilon_{ср}$ -- среднее значение удельного объема среды, м$^3$/кг; $\eta_н$ -- КПД насоса, учитывающий суммарные гидравлические, объемные и механические потери в насосе. Современные насосы электростанций имеют КПД 0,83--0,85.

Давление нагнетания $_н$, развиваемое насосом, определяется заданным давлением в конечной точке тракта $p_К$, суммарными гидравлическими сопротивлениями тракта $\Sigma\Delta p_С$ и разницей геометрических отметок $H$ между точками перемещения среды

$$p_Н = p_К + \sum \Delta P_C + Hg\rho, \text{ Па}, \qquad (4.2)$$

где $g = 9{,}81$ м/с$^2$.

Давление на стороне всасывания рассчитывается из условия недопущения вскипания воды при попадании её на быстровращающиеся лопасти колеса насоса (условие обеспечения бескавитационной работы). Оно выражается в обеспечении определенного давления, зависящего от температуры среды, с которым вода должна поступать в насос

$$p_в = p^1 + \Delta p, \qquad (4.3)$$

где $p^1$ -- давление насыщения, соответствующее температуре воды; $\Delta p$ --- запас по давлению.

Допустимое давление на всасывающей стороне (называемое кавитационным запасом) указывается в справочниках для большинства типов насосов или рассчитывается по формуле (4.3).

## 4.1. Питательные насосы

Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать Нормам технологического проектирования тепловых электростанций и сетей [1].

Для электростанций с блочными схемами производительность насосов определяется максимальным расходом питательной воды на котел с запасом не менее 5 %

$$D_{пн} = 1{,}05\, D_{пв}.$$

На блоках с докритическим параметрами пара ($p$ = 13,8 МПа) на каждый блок устанавливают по одному питательному насосу на 100 % производительности (без резерва). На складе предусматривается один резервный насос на всю электростанцию. Питательные насосы блоков мощностью до 210 МВт имеют электропривод с гидромуфтой.

На блоках с закритическими параметрами устанавливают насосы с турбоприводами. Для блока 300 МВт предусмотрен один насос с турбоприводом на 100 % производительности и один с электроприводом и гидромуфтой на 50 % нагрузки.

На блоках 500, 800 и 1200 МВт устанавливают по два насоса с турбоприводом на 50 % подачи каждый. При установке на блок двух турбонасосов насос с электроприводом не устанавливается, а к турбоприводам предусматривается резервный подвод пара.

На ТЭЦ блочной структуры (с турбинами Т-250-240) питательные насосы выбирают аналогично блоку 300 МВт.

На электростанциях неблочной структуры с общими питательными трубопроводами суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы при выпадении любого из них оставшиеся могли обеспечить номинальную производительность всех котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а находится на складе (на каждый тип насоса).

Электростанции, не включенные в энергосистему, должны иметь суммарную подачу насосов, обеспечивающую работу всех котлов на номинальную производительность; кроме того, устанавливаются не менее двух резервных питательных насосов с турбоприводом или электроприводом, имеющим независимое питание.

Если на электростанции все основные насосы работают с турбоприводом, то для пуска с нуля необходим хотя бы один насос с электроприводом.

*Давление нагнетания питательных* насосов определяется в соответствии с формулой (4.2), схема рис. 4.1.

*Для барабанных котлов* с естественной циркуляцией максимальное давление питательной воды $p_{\text{пв}}$, МПа, которое должен создать питательный

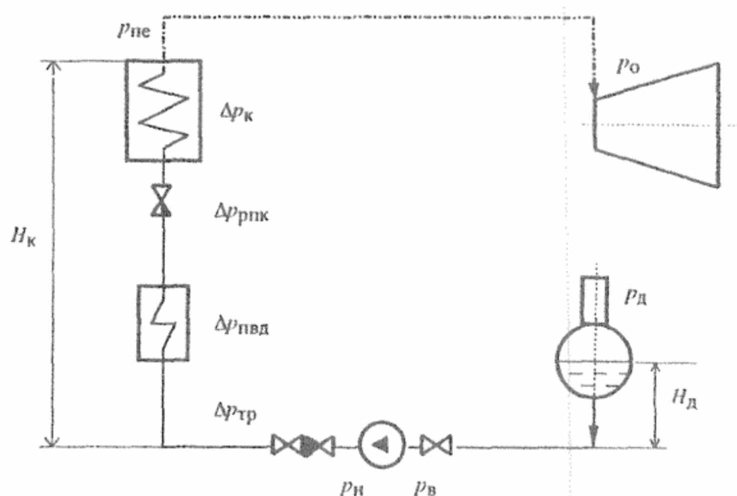



Рис. 4.1. Определение напора питательного насоса

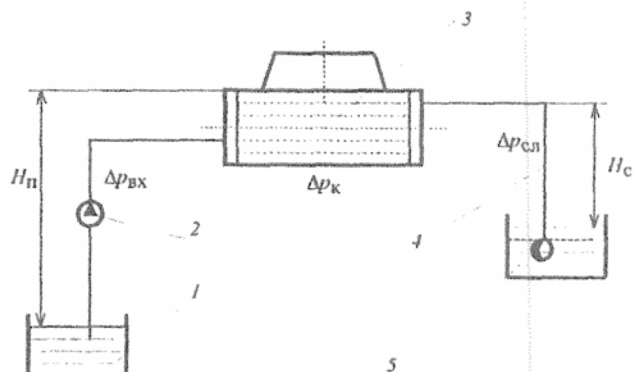



Рис. 4.2. Определение напора циркуляционного насоса

*1* - приемный колодец; *2* - насос; *3* - конденсатор; *4* - сифон; *5* - сливной коллектор

насос, определяется давлением в барабане $p_б$ с запасом по давлению на открытие предохранительных клапанов $\Delta p_{пк}$:

$$p_{пв} = p_б + \Delta p_{пк}.$$

Для котлов на давление пара $p_{пе}$ = 13,8 МПа правилами Котлонадзора устанавливается значение $\Delta p_{пк}$ = (0,05 -- 0,08). Для котлов на давление выше 22,5 МПа $\Delta p_{пк} = 0{,}10\, p_{пе}$.

Давление в барабане котла $p_б$ определяется через $p_{пе}$ и потери давления в пароперегревателе $\Delta p_{пп}$ =1--1,5 МПа:

$$P_б = p_{пе} + \Delta p_{пп}.$$

С учетом запаса по давлению на срабатывание предохранительных клапанов

$$p_к = p_{пе} + \Delta p_{пп} + \Delta p_{пк}, \text{ МПа.}$$

Суммарное гидравлическое сопротивление тракта от барабана до питательного насоса имеет следующие составляющие:

$$\Sigma \Delta p_с = \Delta p_{вэ} + \Delta p_{рпк} + \Delta p_{пвд} + \Delta p_{тр}, \qquad (4.4),$$

где $\Delta p_{вэ}$ = 0,35--0,75 МПа - сопротивление экономайзера; $\Delta p_{рпк}$ = 0,1 МПа -- сопротивление регулирующего клапана питания котла; $\Delta p_{пвд}$ =0,8--1,2 МПа-- суммарное гидравлическое сопротивление ПВД (более точно определяется по справочнику [5] для выбранных типов подогревателей); $\Delta p_{тр}$ = 0,15-- 0,35 МПа -- сопротивление трубопроводов от насоса до экономайзера котла.

*При определении геодезического напора $H_к\, g\, \rho \cdot 10^{-6}$, МПа, высота* подъема воды $H_к$ от оси насоса до уровня в барабане принимается по табл. 1.1; среднее значение плотности ρ, кг/м$^3$, определяется по средним значениям давления и температуры воды в нагнетательном тракте:

$$p_{ср} = (p_к + p_н)/2; \qquad t_{ср} = (t'_б + t_{пн})/2.$$

Неизвестное пока давление нагнетания $p_н$ может быть оценено как (1,3--1,4) $p_о$, МПа; $t'_б$ --температура воды в барабане котла, °С;. $t_{пн} = t'_д + \Delta t_{пн}$, °С.

Расчетное давление во всасывающем патрубке $p_в$ слагается из давления в деаэраторе, давления столба жидкости от уровня в деаэраторе до оси насоса за вычетом гидравлических сопротивлений в трубопроводе и арматуре:

$$p_в = p_д + H_\partial \ g \rho \cdot 10^{-6} - \Sigma \Delta p_с, \text{ МПа.} \quad (4.5)$$

Высоту установки бака деаэратора относительно оси насоса $H_\partial$ выбирают из условия предотвращения кавитации в насосе. Для блоков на давление 13,8 МПа высота $H_\partial$ = 22--25 м.

Суммарное гидравлическое сопротивление водяного тракта до входа в питательный насос $\Sigma \Delta p_с$ не должно превышать 0,01 МПа [1].

*Для прямоточных котлов* давление нагнетания питательного насоса составляет

$$p_н = p_{пе} + + \Sigma \Delta p_с + H_\partial \ g \rho \cdot 10^{-6}, \text{ МПа,}$$

где $p_{пе}$ -- давление пара на выходе из котла, МПа; $\Delta p_{пк} = 0{,}1 \ p_{пе}$ -- запас давления на срабатывание предохранительных клапанов (для котлов на $p_{пе}$ >22,5 МПа).

Суммарное гидравлическое сопротивление

$$\Sigma \Delta p_с = \Delta p_к + \Delta p_{рпк} + \Delta p_{пвд} + \Delta p_{тр} \text{ , МПа;}$$

где $\Delta p_к$ = 4--5 МПа -- гидравлическое сопротивление прямоточного котла; $\Delta p_{рпк}$ = 0,1--0,2 МПа -- сопротивление регулирующего клапана питания котла; $\Delta p_{пвд}$ и $\Delta p_{тр}$ -- сопротивление группы ПВД и трубопроводов питательного тракта (принимаются так же, как в схемах с барабанными котлами).

При определении геодезического напора учитывают высоту $H_к$, м, подъема воды от оси насоса до верхнего коллектора испарительного контура котла (см. табл. 1.1). Определение средней плотности воды проводится аналогично котлам барабанного типа.

Давление воды на входе в насос рассчитываются по формуле (4.5), как и для барабанных котлов. Однако при установке питательных насосов к блокам мощностью 250 МВт и более применяют быстроходные насосы с турбо-- и электроприводом, для обеспечения бескавитационной работы которых недостаточно подъёма деаэратора на высоту 22--25 м. Для создания давления на всасе питательного насоса устанавливают предвключенные бустерные насосы; давление нагнетания бустерного насоса ($p_н$ = 2--5 МПа) является давлением на всасывающей стороне питательного насоса, достаточным для предотвращения кавитации. При установке бустерных насосов их необходимо выбирать так же, как основные питательные насосы.

Бустерные насосы энергоблоков 500, 800 и 1200 МВт являются встроенными в главный питательный насос, имея с ним общий привод от турбины через понижающий редуктор.

Выбрав число насосов, рассчитав производительность, давление нагнетания и напор, по справочным данным [5, 6] определяют типоразмер насоса и рассчитывают потребляемую мощность по формуле (4.1).

В случае установки насосов с турбо-- и электроприводом выбирают оба типа насосов. Для насоса с турбоприводом определяется мощность и тип приводной турбины.

### 4.2. Конденсатные насосы

Конденсатные насосы входят в оборудование, поставляемое комплектно с турбиной, наряду с конденсатором и эжекторами. Тип и количество на-

сосов, хотя они и указаны в комплектующем оборудовании, должны быть выбраны, поскольку технические решения по выбору этих насосов зависят от конкретных условия тепловой схемы.

*Число насосов* в зависимости от мощности турбоагрегата может быть равно двум, трем и четырем. Конденсатные насосы всегда устанавливаются с *резервом*; резервный насос включается по системе АВР. По возможности число насосов должно быть минимальным: 2 по 100 % или 3 по 50 % производительности.

Общая *подача насосов* $D_{кн}$ рассчитывается по максимальному расходу пара в конденсатор $D_к^{max}$, известному из расчета тепловой схемы, или определяется по справочнику [6]. Кроме того, учитываются дренажи подогревателей и турбоприводов, добавочная обессоленная вода и т.п:

$$D_{кн} = D_к^{max} + D_{дв} + \Sigma D_{др}, \text{ кг/с.}$$

Производительность конденсатных насосов *теплофикационных* турбин выбирается по *конденсационному режиму* с выключенными теплофикационными отборами при работе с максимальной электрической нагрузкой.

*Давление* конденсатных насосов $p_н$ зависит от схемы установки насосов в тракте конденсата. При *одноподъемной* схеме, применяемой на блоках с *барабанными* котлами, давление нагнетания рассчитывается, исходя из давления в деаэраторе $p_д$, суммарного сопротивления тракта от конденсатора до деаэратора и разности уровней воды в деаэраторе $H_\partial$ и насосов:

$$p_н = p_д + H_\partial\, g\, \rho \cdot 10^{-6}, \text{ МПа.}$$

Суммарное сопротивление тракта

$$\Sigma \Delta p_с = \Delta p_{пнд} + \Delta p_{оэ} + \Delta p_{рпк} + \Delta p_{тр},$$

где $\Delta p_{пнд}$ -- сопротивление всех ПНД (определяется по справочнику [6], или принимается равным 0,07--0,1 МПа на каждый подогреватель); $\Delta p_{оэ}$ = 0,05--0,07 МПа -- сопротивление охладителя пара эжекторов; $\Delta p_{рпк}$ = 0,04 МПа -- сопротивление регулятора питания (уровня) конденсата; $\Delta p_{тр}$ =0,1--0,2 МПа -- суммарное гидравлическое сопротивление трубопроводов.

Давление перед конденсатным насосом $p_в$ должно быть достаточным для предотвращения кавитации. Необходимый подпор указывается в справочных данных, для конденсатных насосов с частотой вращения 960--1500 об/мин он составляет 0,02--0,04 МПа.

Для блоков с *прямоточными* котлами применяют *двухподъёмную* схему установки конденсатных насосов. Это вызвано тем, что конденсат турбин необходимо пропускать через обессоливающую установку (БОУ), которая может работать при давлении не более 0,8 МПа. При двухподъёмной схеме конденсатные насосы разделяют на две ступени; насосы первой ступени устанавливают после конденсатора; они создают давление, достаточное для преодоления гидравлического сопротивления БОУ, трубопроводов и обеспечения необходимого подпора перед конденсатным насосом второй ступени. Конденсатные насосы второй ступени развивают давление, необходимое для подачи конденсата через ПНД в деаэратор.

Давление нагнетания насосов первой ступени, КН I:

$$p_н = \Delta p_{боу} + \Delta p_{тр} + \Delta p_{под}, \text{ МПа}.$$

Гидравлическое сопротивление БОУ является переменной величиной, увеличивающейся по мере загрязнения фильтров. Максимальное значение $\Delta p_{боу}$ = 0,55--0,65 МПа. Сопротивление участка трубопроводов от КН I до БОУ должно быть не более 0,1 МПа; величина необходимого подпора на

входе в КН II $\Delta p_{под}$ указывается в характеристике насосов [6] и составляет около 0,15 МПа.

Давление нагнетания КН II рассчитывается так же, как и при одноподъёмной схеме, с учетом сопротивления тракта от насоса до деаэратора и высоты установки деаэратора.

Применение ПНД смешивающего типа может потребовать установки дополнительного перекачивающего (конденсатного) насоса, что усложнит схему. Если использовать гравитационный принцип включения двух смешивающих ПНД, то насос между ними не требуется. Высота $H$, м, на которую должен быть поднят подогреватель более низкого давления $p_1$ над подогревателем с большим давлением $p_2$, определяется из расчета геодезического напора столба жидкости, расходуемого на преодоление разности давлений между подогревателями и гидравлического сопротивления участка трубопроводов $\Delta p_{тр}$ (0,01 Мпа):

$$H\ g\ \rho\ 10^{-6} = p_2 - p_1 + \Delta p_{тр}, \text{ МПа}.$$

*Производительность* конденсатных насосов второго подъёма известна из расчета тепловой схемы. Выбор типоразмера насосов проводится так же, как питательных насосов -- по давлению нагнетания и производительности. Мощность насосов каждой ступени определяется по формуле (4.1).

### 4.3. Циркуляционные насосы

По условиям работы циркнасосы перекачивают большое количество воды при относительно невысоком давлении. Расход воды на конденсатор рассчитывается по летнему режиму работы при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок [1].

Для электростанций с турбинами типа ПТ расход охлаждающей воды принимается с учетом среднего летнего отбора пара на производство, но не ниже 60 % от расхода воды на конденсационном режиме. Для первых двух турбин ПТ, устанавливаемых на электростанции, расход воды принимается по конденсационному режиму.

*Расход* охлаждающей воды $D_{ов}$, кг/с, при конденсационном режиме приводится в данных завода-изготовителя конденсатора [6] или рассчитывается по формуле

$$D_{ов} = m\, D_к^п,$$

где $D_к^п$ -- максимальный расход пара в конденсатор, кг/с, определенный в расчете тепловой схемы; $m$ - кратность охлаждения, кг/кг. Оптимальное значение $m$ принимается в зависимости от системы водоснабжения и конструкции конденсатора ($m$ = 45--100).

Переход от массового расхода воды, кг/с, к объёмному, м$^3$/с, м$^3$/ч, указываемого в справочниках, производится по соотношению, приведенному в начале раздела.

*Расчетный* расход охлаждающей воды, $D_{ов}$, кг/с,

$$D^p_{ов} = 1{,}1 - 1{,}2\, D_{ов}$$

выбирается с учетом подачи части воды на газо- и воздухоохладители генератора, маслоохладители, водяные эжекторы, водоподготовку и прочие нужды.

На электростанциях блочного типа принята блочная схема водоснабжения. Устанавливаются два циркуляционных насоса по 50 % производительности *без резерва*. Каждый насос работает на свою систему, включающую напорный водовод, половину конденсатора и сливной водовод.

На неблочных ТЭС устанавливают не менее четырех насосов (без резерва). Резервные насосы предусматривают только на электростанциях, использующих для охлаждения морскую воду.

*Давление* циркуляционного насоса зависит от выбранной системы водоснабжения и размещения оборудования на территории ТЭС. Наиболее приемлемой во всех отношениях является *прямоточная* система водоснабжения (см. рис. 4.2), но условия её применения ограниченны. Давление нагнетания насоса $p_н$ при прямоточной схеме должно преодолевать гидравлическое сопротивление тракта и геодезический напор (подъём) воды от уровня в приемном колодце до верха конденсатора $H_п$. Для равнинных местностей высота подъёма $H_п$ не превышает 10-15 м. Уменьшение расчетной величины подъёма при перетекании воды с одного уровня на другой можно достичь, используя свойства *сифона*. Реальная величина сифона $H_с$ меньше теоретической (10 м) из-за сопротивления сливной линии и составляет 6,5--8 м. При использовании сифона давление нагнетания насоса $p_н$, кПа,

$$p_н = \Delta p_{вх} + \Delta p_к + \Delta p_{сп} + (H_п - H_с)\, g\, \rho \cdot 10^{-3},$$

где $\Delta p_{вх}$, $\Delta p_{сп}$ -- сопротивление входного и сливного трактов; каждое из них не должно превышать 20--25 кПа; $\Delta p_к$ -- сопротивление конденсатора, $\Delta p_к$ - 40 -- 60 кПа (точное значение указано в справочниках [5,6] для выбранного типа конденсатора).

Давление во всасывающем патрубке циркуляционного насоса $\Delta p_{вх}$ определяется допустимым кавитационным запасом, указываемом в типоразмере насоса; в среднем оно составляет 20--80 кПа.

На насосных станциях блочного типа применяются преимущественно вертикальные осевые насосы с поворотными лопастями (тип ОПВ) производительностью до 120000 м$^3$/ч и давлении нагнетания от 70 до 220 кПа.

При оборотной системе водоснабжения с прудами-охладителями давление определяется так же, как в прямоточной схеме. В системах охлаждения

с градирнями расчетное давление насосов существенно выше, чем при прямоточной схеме за счет подачи воды к оросительному устройству градирни на высоту 10--20 м и составляет 220--250 кПа.

### 4.4. Сетевые насосы

Сетевые насосы устанавливаются на ТЭС индивидуально (на каждую турбоустановку) или как групповые. *Число* насосов регламентируется [1] следующим образом: при *индивидуальной* установке ставят два насоса по 50 % производительности каждый; на складе предусматривается один резервный насос для всей ТЭЦ или один на каждый тип насосов.

При *групповой* установке сетевых насосов, если число их не более трех, устанавливается один резервный насос; при четырех насосах и более -- резерва не устанавливают.

Подача насосов рассчитывается по расходу сетевой воды $D_{\text{св}}$, определяемому при расчете тепловой схемы.

Подогреватели сетевой воды современных турбин (от ПТ--60/80--130 до Т--250/300—240) допускают давление воды до 0,8 МПа; сопротивление трубопроводов теплосети значительно выше. Это приводит к необходимости применять две ступени сетевых насосов: первая ступень (СН I) устанавливается до сетевых подогревателей, вторая (СН II) -- перед ПВК.

Давление нагнетания СН I, $P_н^I$. МПа, рассчитывается на преодоление сопротивления подогревателей и создания допустимого кавитационного запаса на входе в насос второй ступени:

$$P_н^I = \Delta P_{сп1} + \Delta P_{сп2} + P_в^{II} .$$

Кавитационный запас $P_в^{II}$ указан в справочнике [6] и составляет в зависимости от производительности насоса 0,05--0,4 МПа. Входное давление на-

насосов первой ступени $P_в^I$ определяется давлением обратной сетевой воды (0,3--0,5 МПа). Давление нагнетания сетевых насосов второй ступени $P_в^{II}$ в зависимости от сопротивления внешних трубопроводов теплосети составляет 1,5--2,2 МПа. Электропитание сетевых насосов производится от двух независимых источников.

*Конденсат* сетевых подогревателей СП1 и СП2 составляет основную часть потока питательной воды котлов. Конденсатные насосы подогревателя второй ступени СП2 устанавливают *без резерва*; насосы подогревателя первой ступени СП1 имеют *резервный* насос.

# ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. -- М.: Теплоэлектропроект,1981.
2. Паровые котлы большой мощности. Отраслевой каталог 20-90-07. -- М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1990.
3. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. -- М.: Энергия, 1973.
4. Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. -- Л.: Энергия, 1977.
5. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. -- М.: Энергоатомиздат,1987.
6. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. /под ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина. -- М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электрических станций. -- М.: Энергоатомиздат, 1987.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ВЫБОР ПАРОВЫХ КОТЛОВ…………………………………………… 3

2. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ……………… 12

2.1. Выбор типа мельниц…………………………………………… 13

2.2. Выбор схемы пылеприготовления……………………………… 14

2.3. Выбор числа и производительности мельниц………………… 18

3. ВЫБОР ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН…………………………………… 21

3.1. Выбор дутьевых вентиляторов…………………………………… 26

3.2. Выбор дымососов………………………………………………… 29

4. ВЫБОР НАСОСОВ……………………………………………………… 32

4.1. Питательные насосы……………………………………………… 33

4.2. Конденсатные насосы……………………………………………… 38

4.3. Циркуляционные насосы………………………………………… 41

4.4. Сетевые насосы…………………………………………………… 44

ЛИТЕРАТУРА………………………………………………………………… 46

Учебное издание

Людмила Александровна Федорович, Анатолий Пантелеймонович Рыков

ВЫБОР ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Учебное пособие

по курсу «ТЭС и АЭС»

Редактор А.И.Абрамов

Редактор издательства Е.А.Улановская

ЛР № 020528 от 05.06.97 г.

---

Темплан издания МЭИ 1999 (I), учебн. Подписано к печати 15.06.99 г.

Формат 60×84/16 Печать офсетная Физ. печ. л. 3.0

Тираж 500 Изд.№1 Заказ 225 Цена 3р

---

Издательство МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная, д. 14

Типография ЦНИИ «Электроника», 117415, Москва, просп. Вернадского, д. 39